

XVI ERIAC
DECIMOSEXTO ENCUENTRO
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ

17 al 21 de mayo de 2015



Comité de Estudio C1 - Desarrollo de Sistemas y Economía

INFLUENCIA DE LA COMPENSACIÓN SERIE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 500 KV MARGEN DERECHA – VILLA HAYES

M.R. SUBELDIA[1]
Facultad de Ingeniería de la UNA

H.A. DUARTE[2]
Facultad de Ingeniería de la UNA

E.R. CHAPARRO[3]
ITAIPU
Facultad Politécnica de la UNE

U. FERNANDEZ[4]
ANDE

PARAGUAY

Resumen *– El Sistema Eléctrico Paraguayo (SEP), administrado por la ANDE, está dividido en dos grandes sub-sistemas eléctricos. No existe interconexión entre ambos sub-sistemas, y la energía eléctrica es suministrada a través de una topología radial, del sistema de transmisión, desde las centrales de generación hasta los centros de consumo. La central Hidroeléctrica de Itaipu y de Acaray son las fuentes de generación de uno de los sub-sistemas, y la central Hidroeléctrica de Yacyreta constituye la fuente del otro sub-sistema. Debido a las proyecciones de rápido crecimiento de la demanda, el SEP estará operando cerca de sus límites de carga, a corto plazo, a pesar de la operación de la línea de 500kV, conectando la subestación Margen Derecha (SE-MD), de Itaipu, con la subestación de Villa Hayes (ES-VHA), de la ANDE. Por esa razón, será necesaria una fuerte inversión para expandir el sistema de transmisión. En ese contexto, la ANDE prevé la entrada en operación de una segunda línea de 500 kV, entre la subestación de Ayolas y la ES-VHA, en el año 2016. Sin embargo, considerando un eventual aplazamiento, característicos en proyectos de gran envergadura, en el presente trabajo se analiza la factibilidad de una compensación capacitiva serie de la primera línea de 500kV, enfocando especial análisis en el incremento del intercambio de potencia entre Itaipu y la ANDE, y la evaluación de la estabilidad angular y de voltaje del SEP. El referido estudio abarca además el dimensionamiento del banco de capacitores, simulación de condiciones de operación críticas del SEP, para evaluar el desempeño del SEP, considerando incluso la operación interconectada de las centrales de Itaipu y Yacyreta.*

Palabras clave: Compensación Serie Capacitiva – Estabilidad Angular – Estabilidad de Voltaje – Expansión de la transmisión – Operación Interconectada – Análisis de Régimen Permanente y Dinámico.

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, el Sistema Eléctrico Paraguayo, administrado por la ANDE (Administración Nacional de Electricidad – compañía estatal que administra la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Paraguay), está dividido en dos grandes sub-sistemas eléctricos aislados, denominados SS1 y SS2 respectivamente. La energía eléctrica es suministrada desde las centrales de generación hasta los centros de consumo a través de redes de transmisión con una topología altamente radial. El SS1 está conformado por la central hidroeléctrica de Itaipu y la de Acaray alimentando al sistema Norte, Centro, Este, Oeste y parte del sistema Metropolitano de Asunción; y, el SS2 está compuesto por la central hidroeléctrica de Yacyretá, alimentando al sistema Sur y otra parte del sistema Metropolitano.

A pesar de las dos grandes centrales hidroeléctricas de Itaipu y Yacyretá, el SEP está comenzando a enfrentar problemas para mantener sus niveles de voltaje y de suministro de energía eléctrica, debido al rápido crecimiento de la demanda y la falta de expansión del sistema de transmisión y distribución. Con la puesta en servicio de la línea de transmisión en 500kV, en el año 2013, conectando la subestación de Margen Derecha (SE-MD), de Itaipu, con la subestación de Villa Hayes, de la ANDE, denominada LI 500kV MD-VHA, aquellas dificultades, en la estabilidad de voltaje del tronco principal, fueron solucionados.

[1] Facultad de Ingeniería, UNA, sdmarcelo@hotmail.com
[2] Facultad de Ingeniería, UNA, hermiduca@gmail.com
[3] Itaipu Binacional, cver@itaipu.gov.py
[4] ANDE, Ubaldo_fernandez@ande.gov.py.

No obstante, debido a las proyecciones de crecimiento rápido de la demanda, a corto plazo el sistema eléctrico actual estará nuevamente operando cerca de sus límites de carga; y, será necesaria una fuerte inversión para el refuerzo y expansión del sistema de transmisión, permitiendo además una operación interconectada del SEP en un solo sistema eléctrico. Para ese efecto, la ANDE prevé la incorporación al SEP de una segunda línea de transmisión en 500 kV para el año 2016, la cual conectará a las Subestaciones de Ayolas y ES-VHA.

Considerando que proyectos de gran envergadura y complejidad, como la construcción de la mencionada segunda línea de transmisión en 500 kV, normalmente presentan atrasos; en el presente trabajo, se analiza la factibilidad de una compensación capacitiva serie en la línea LI 500kV MD-VHA, con la finalidad de satisfacer la demanda prevista para el año 2016, sin la segunda línea de 500 kV, enfocando especial atención en la influencia que dicha compensación serie tendría en el incremento de la capacidad de transmisión de potencia entre Itaipu y ANDE, así como en la estabilidad angular y de voltaje del SEP.

Primeramente, se dimensiona la compensación serie de la línea LI 500kV MD-VHA. Luego, se realiza una evaluación del desempeño del SEP, con la línea LI 500kV MD-VHA compensada, basada en simulaciones de régimen permanente y dinámico, estimando los niveles de carga máxima y definiendo las condiciones de estabilidad transitoria y de voltaje, abarcando las siguientes configuraciones: a) compensación serie de la línea LI 500kV MD-VHA con los subsistemas SS1 y SS2 interconectados en 220 kV, y b) la interconexión de los subsistemas SS1 y SS2 en 500 y 220 kV, considerando en operación a la línea LT 500kV AYO – VHA , sin la compensación serie de la LI 500 kV MD-VHA.

2 COMPENSACIÓN SERIE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

2.1 Concepto de Compensación Serie

Los bancos de capacitores pueden ser conectados en serie con las Líneas de Transmisión (LT) con el objetivo de compensar la reactancia inductiva de la línea. Esto reduce la reactancia de transferencia entre las barras, a las cuales la LT se encuentra conectada, incrementando la máxima potencia que puede ser transmitida, y reduciendo las pérdidas efectivas de potencia reactiva. Aunque los capacitores serie no son usualmente instalados como controladores de tensión, ellos contribuyen al mejoramiento del control de voltaje y balance de potencia reactiva. Un capacitor serie es autorregulado, ya que la potencia reactiva producida por un capacitor serie se incrementa con el aumento de la potencia transferida [1].

2.2 Tipos de Compensación Capacitiva Serie

La compensación capacitiva serie puede ser tanto del tipo fijo como variable. La compensación fija, o *FSC* (*Fixed Series Capacitor*), representa un método económico y efectivo para el aumento de la máxima capacidad de transmisión de potencia de una LT, el mejoramiento de la estabilidad transitoria, el aumento del límite de la estabilidad de voltaje y la reducción de las pérdidas de potencia reactiva. Sin embargo, no presenta flexibilidad en el control del flujo de potencia a través de la LT, ni el amortiguamiento de las oscilaciones del sistema eléctrico. Esas desventajas pueden ser evitadas con la utilización de una compensación serie variable, como por ejemplo un *TCSC* (*Thyristor Controlled Series Compensation*) [2].

Considerando que el *TCSC* posee un costo considerablemente elevado, en este trabajo se considera una compensación serie del tipo *FSC*, debido a que el objetivo preliminar consiste en una evaluación técnica y económica para la mejora de la estabilidad de voltaje e incremento de la potencia transmitida.

3 COMPENSACIÓN SERIE DE LA LÍNEA LI 500 kV MD-VHA

Para determinar la ubicación más adecuada del banco de capacitores serie, de la línea LI 500 kV MD-VHA, fueron evaluadas tres posibilidades:

- Banco de capacitores ubicados en la SE-MD;
- Banco de capacitores ubicado en la ES-VHA;
- Banco de capacitores, dividido en dos partes iguales, cada uno ubicado en ambos terminales de la línea; es decir, en la SE-MD y en la ES-VHA.

No se ha considerado compensación en el centro de la línea, ya que ello requeriría de la construcción de subestación, lo cual implicaría en costos adicionales superiores, en comparación con la instalación en los terminales de la LT, en donde existe disponibilidad de espacio, y por lo tanto, constituye en una ventaja.

Para cada una de las ubicaciones mencionadas se consideró un grado de compensación de 50, 60 y 70% del valor de la reactancia serie inductiva de la línea LI 500 kV MD-VHA. La ubicación y el grado de compensación adecuados fueron determinados a partir de análisis del flujo de potencia, de acuerdo con los siguientes criterios:

- No debe superar la capacidad nominal de corriente de la línea LI 500 kV MD-VHA (límite = 2.560 A);
- Los voltajes en la SE-MD, y en la ES-VHA, deben encontrarse dentro del rango de 0,9 – 1,1 p.u.;
- El voltaje en la barra, en donde está instalado el banco de capacitores serie, debe encontrarse dentro del rango de 0,9 – 1,2 p.u.

La localización del banco de capacitores serie, que resulta del análisis de flujo de potencia, corresponde a la ES-VHA, y con un grado de compensación reactiva capacitiva de 70%, constituyendo la alternativa más conveniente, ya que no registra violaciones en ninguno de los criterios anteriormente descriptos, y presenta mejores perfiles de voltaje en las barras del sistema.

Con el valor resultante de la reactancia serie de la línea, la corriente nominal de la LI 500 kV MD-VHA [3], y para un grado de compensación de 70%, se obtienen los principales parámetros del banco de capacitores serie, tal como se observa en la TABLA I.

TABLA I. PRINCIPALES PARÁMETROS DEL BANCO DE CAPACITORES.

BANCO DE CAPACITORES SERIE		
X_{CS}	$V_{CS\ NOM}$	$Q_{CS\ NOM}$
65.923 [Ω]	168.76 [kV]	1300 [MVAr]

Donde X_{CS}, $V_{CS\ NOM}$, y $Q_{CS\ NOM}$ se refieren a la reactancia serie, el voltaje nominal en terminales, y la capacidad total en MVAr del banco de capacitores serie, respectivamente.

4 HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

Para la simulación del desempeño del SEP y el efecto de la compensación serie, de la LI 500kV MD-VHA, en la estabilidad transitoria y de voltaje, del sistema eléctrico considerado, fue utilizado el paquete de *software* académico PSAT v2.1.8 (*Power System Analysis ToolBox*), de distribución gratuita y desarrollado por el Dr. Federico Milano [4]; el cual se constituye en una biblioteca, implementada en MatLab®, para análisis de sistemas eléctricos de potencia en régimen permanente y dinámico. Del PSAT fueron utilizados las siguientes rutinas: Flujo de Potencia, Flujo de Potencia Continuado (para el trazado de la curva de máxima carga del sistema – curva PV), y métodos de integración numérica, para simulación dinámica de condiciones de operación.

5 ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA

5.1 Análisis de Régimen Permanente

5.1.1 Compensación Serie de LI 500 kV MD-VHA con SS1 y SS2 interconectados en 220 kV.

En la Fig. 1 se ilustra un diagrama simplificado de la configuración compensada, a partir de ahora denominada Proyecto A. La interconexión en el nivel de 220kV se realiza por medio de una línea entre las subestaciones de Natalio y Carlos Antonio López, y por medio de dos líneas entre las subestaciones de San Patricio, San Juan Bautista y Quiindy. En la Fig. 1, las interconexiones son destacadas en color rojo, para una mejor comprensión.

En la TABLA II se muestran los valores de los voltajes y niveles de carga en las principales líneas de transmisión; en los cuales, no se observan violaciones de voltaje ni sobrecargas según los criterios establecidos por la ANDE en su Plan Maestro de Generación y Transmisión 2012 – 2021 [5], para los casos de demanda máxima simultánea previstos para los años 2016, 2018 y 2020.

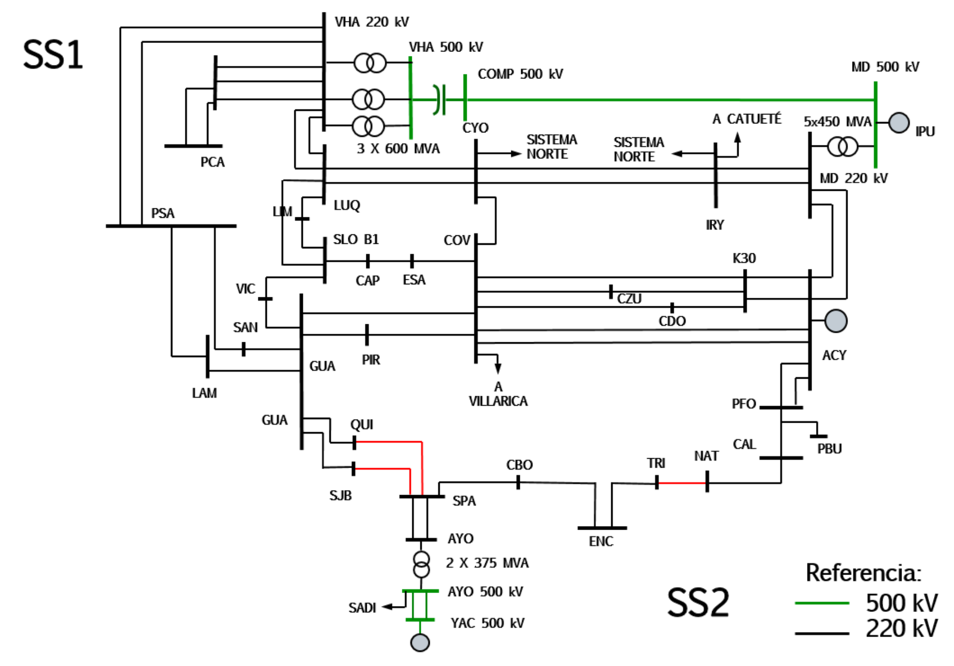


Fig. 1 – Proyecto A. Subsistemas SS1 y SS2 interconectados en 220 kV, con compensación serie. Configuración simplificada del SIN año 2016.

TABLA II. TENSIÓN Y NIVEL DE CARGA, EN LÍNEAS Y TRANSFORMADORES. PROYECTO A.

PROYECTO A									
LT	2016			2018			2020		
	TENSIÓN BARRA DE SALIDA [p.u]	CARGA [MVA]	CARGA I/INOM [%]	TENSIÓN BARRA DE SALIDA [p.u]	CARGA [MVA]	CARGA I/INOM [%]	TENSIÓN BARRA DE SALIDA [p.u]	CARGA [MVA]	CARGA I/INOM [%]
MD-IRY 220 kV	1.104	203	63	1.104	250	77	1.096	214	67
MD-ACY 220 kV	1.100	410	51	1.104	547	68	1.096	368	46
AYO-SPA 220 kV	1.102	203	49	1.106	201	48	1.099	328	80
MD-COMP 500 kV	1.010	1514	68	1.026	1917	84	1.027	2234	98
COMP-VHA 500 kV	0.974	1445	67	0.984	1822	84	1.021	2187	97
VHA-PIR 500 kV	–	–	–	–	–	–	0.927	512	25
MD-LCD 500 kV	–	–	–	–	–	–	1.027	712	42

En la TABLA III se presentan los márgenes de carga, obtenidos de la curva PV del flujo de potencia continuado, para los diferentes años de estudio. El *Margen de Carga* (MC) es el índice básico, y más ampliamente aceptado, para análisis de colapso de voltaje; es decir, para un punto de operación en particular, el MC indica la cantidad de carga adicional que causaría un colapso de tensión [6].

TABLA III. MARGEN DE CARGA. PROYECTO A.

SUBSISTEMAS SS1 Y SS2 INTERCONECTADOS EN 220 kV CON COMPENSACIÓN SERIE			
AÑOS	DEMANDA DEL AÑO* [MW]	LÍMITE DE CARGA DEL SIN [MW]	MARGEN DE CARGA [%]
2016	3182	3803	19.53
2018	3812	4030	5.71
2020	4569	4629	1.32

* Cargas en 23 kV

5.1.2 SS1 y SS2 interconectados en 500 y 220 kV, con LT 500kV AYO – VHA en operación, sin compensación serie de la LI 500 kV MD-VHA.

En la Fig. 2 se ilustra un diagrama simplificado de la configuración del sistema sin la compensación serie, modelo propuesto por la ANDE en su Plan Maestro de Generación y Transmisión [5], que a partir de ahora será denominada como Proyecto B.

La interconexión en el nivel de 220kV se realiza por medio de una LT entre las subestaciones de Natalio y Carlos Antonio López, y por medio de dos LT entre las subestaciones de San Patricio, San Juan Bautista y Quiindy. La interconexión en el nivel de 500 kV se realiza por medio de una LT entre las SE-MD y ES-VHA, y por medio de una segunda LT entre las subestaciones de Ayolas y Villa Hayes. La interconexión, en 220kV, se destacan en color rojo, y las interconexiones en 500kV, se ilustran en color verde, en la Fig. 2.

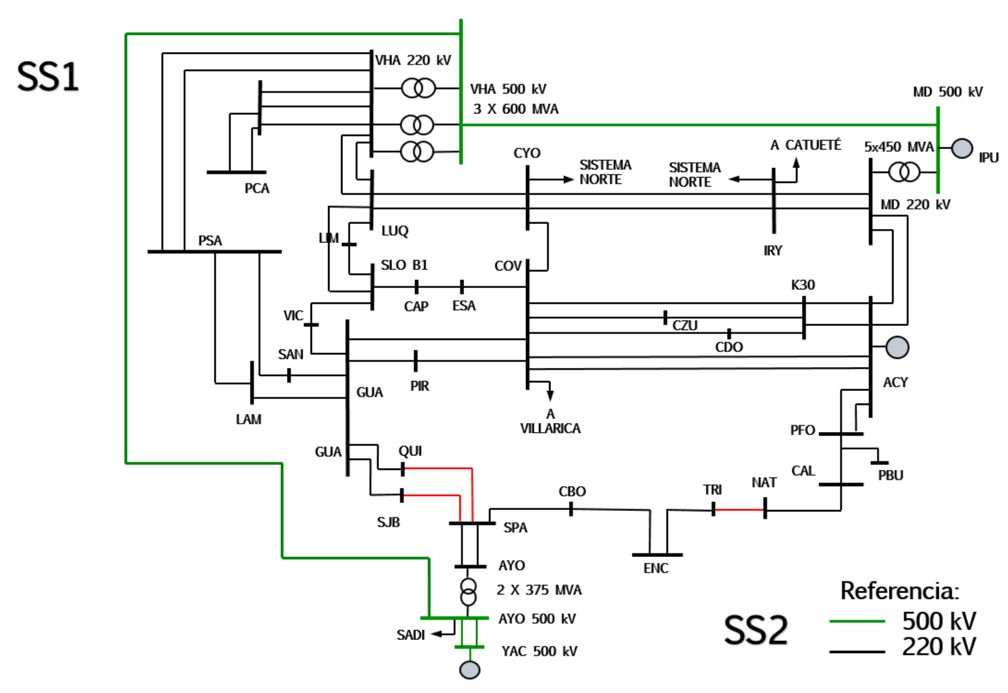


Fig. 2 – Proyecto B. Subsistemas SS1 y SS2 interconectados en 500 y 220 kV, sin compensación serie. Configuración simplificada del SIN año 2016.

En la TABLA IV se muestran los voltajes en barras y los niveles de carga en las principales LT. Tampoco, para esta configuración, se registran violaciones de voltaje ni sobrecargas, según los criterios establecidos por la ANDE en su Plan Maestro de Generación y Transmisión 2012-2021 [5].

TABLA IV. TENSIÓN Y NIVEL DE CARGA, EN LÍNEAS Y TRANSFORMADORES. PROYECTO B.

PROYECTO B									
LT	2016			2018			2020		
	TENSIÓN BARRA DE SALIDA [p.u]	CARGA [MVA]	CARGA I/INOM [%]	TENSIÓN BARRA DE SALIDA [p.u]	CARGA [MVA]	CARGA I/INOM [%]	TENSIÓN BARRA DE SALIDA [p.u]	CARGA [MVA]	CARGA I/INOM [%]
MD-IRY 220 kV	1.104	247	76	1.104	311	96	1.098	293	91
MD-ACY 220 kV	1.104	531	66	1.104	706	87	1.098	468	58
AYO-SPA 220 kV	1.102	152	37	1.106	165	40	1.099	176	43
MD-VHA 500 kV	1.014	889	40	1.029	1157	51	1.039	1342	58
AYO-VHA 500 kV	1.050	362	21	1.045	352	21	-	-	-
VHA-PIR 500 kV	–	–	–	–	–	–	0.923	356	17
AYO-PIR 500 kV	–	–	–	–	–	–	1.038	577	25
MD-LCD 500 kV	–	–	–	–	–	–	1.039	972	57

En la TABLA V se presentan los MC del sistema para los diferentes años de estudio.

TABLA V. MARGEN DE CARGA. PROYECTO B.

PROYECTO B			
AÑO	DEMANDA DEL AÑO* [MW]	LÍMITE DE CARGA DEL SIN [MW]	MC [%]
2016	3182	3761	18.19
2018	3812	4021	5.47
2020	4569	4643	1.63

* Cargas en 23 kV

5.2 Análisis de Régimen Dinámico

La desconexión de la LI 500 kV MD-VHA se constituye en el evento más severo para el sistema, la cual será simulada para ambas configuraciones: a) todos los generadores de Itaipu – sector de 50Hz, operan con sus respectivos PSS activos y ajustados localmente, y b) todos los generadores de Itaipu – sector de 50Hz, operan con los PSS desconectados. La activación de los PSS en el sector de 50Hz de Itaipu, puede darse en el periodo de 2016 – 2020.

En las TABLAS VI y VII son resumidos los principales resultados obtenidos de las simulaciones dinámicas.

TABLA VI. RESUMEN DE RESULTADOS DINÁMICOS PARA LAS CONFIGURACIONES DEL SIN. MÁQUINAS DE ITAIPÚ 50 HZ **CON PSS**. PERIODO 2016 – 2020.

<table>
<tr><th colspan="7">MÁQUINAS DE ITAIPÚ 50 Hz CON PSS</th></tr>
<tr><th>AÑO</th><th>CONFIGURACIÓN</th><th>PÉRDIDA DE SINCRONISMO</th><th>AMORTIGUAMIENTO</th><th>PERFIL DE TENSIÓN</th><th>SOBRECARGA</th><th>CORTE</th></tr>
<tr><td rowspan="2">2016</td><td>PROYECTO A</td><td>NO</td><td>ACEPTABLE</td><td>ACEPTABLE</td><td>LT 220 kV MD-IRY</td><td>SI (700 MW)</td></tr>
<tr><td>PROYECTO B</td><td>NO</td><td>ACEPTABLE</td><td>BUENO</td><td>No se registra</td><td>NO</td></tr>
<tr><td rowspan="2">2018</td><td>PROYECTO A</td><td>NO</td><td>BUENO</td><td>MUY DEGRADADO</td><td>Transformador MD 500/220 kV
LT 220 kV MD-IRY
LT 220 kV MD-ACY</td><td>SI (1067 MW)</td></tr>
<tr><td>PROYECTO B</td><td>NO</td><td>BUENO</td><td>DEGRADADO</td><td>TRAFO MD 500/220 kV
LT 220 kV MD-IRY
LT 220 kV MD-ACY</td><td>NO *</td></tr>
<tr><td rowspan="2">2020</td><td>PROYECTO A</td><td>NO</td><td>ACEPTABLE</td><td>MUY DEGRADADO</td><td>No se registra</td><td>SI (1553 MW)</td></tr>
<tr><td>PROYECTO B</td><td>NO</td><td>BUENO</td><td>MUY DEGRADADO</td><td>LT 220 kV MD-IRY</td><td>SI (1142 MW)</td></tr>
</table>

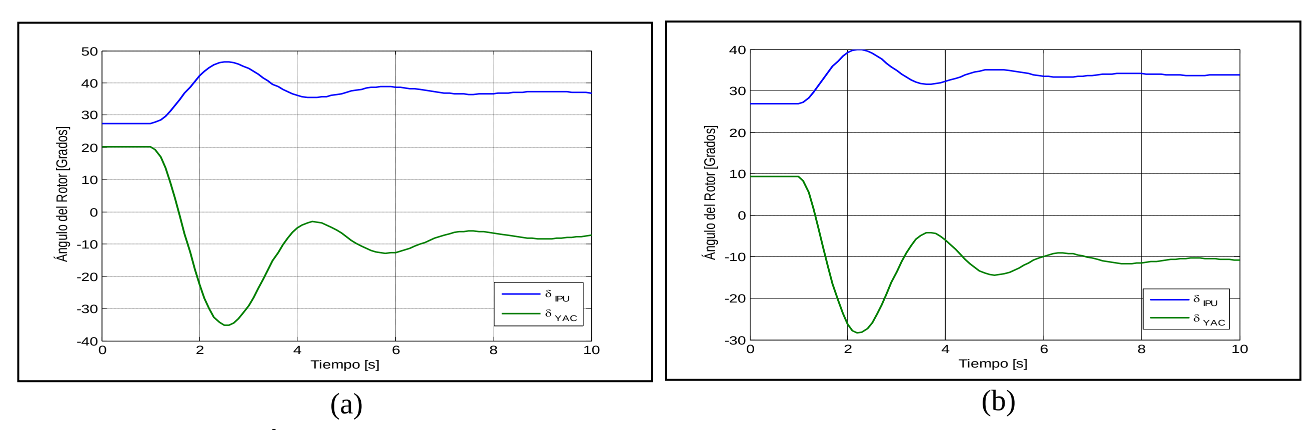
* Con un redespacho desde Yacyretá se consigue atender toda la demanda del SIN.

TABLA VII – RESUMEN DE RESULTADOS DINÁMICOS PARA LAS CONFIGURACIONES DEL SIN. MÁQUINAS DE ITAIPÚ 50 HZ **SIN PSS**. PERIODO 2016 – 2020.

<table>
<tr><th colspan="7">MÁQUINAS DE ITAIPÚ 50 Hz SIN PSS</th></tr>
<tr><th>AÑO</th><th>CONFIGURACIÓN</th><th>PÉRDIDA DE SINCRONISMO</th><th>AMORTIGUAMIENTO</th><th>PERFIL DE TENSIÓN</th><th>SOBRECARGA</th><th>CORTE</th></tr>
<tr><td rowspan="2">2016</td><td>PROYECTO A</td><td>NO</td><td>INSUFICIENTE</td><td>ACEPTABLE</td><td>LT 220 kV MD-IRY</td><td>SI (700 MW)</td></tr>
<tr><td>PROYECTO B</td><td>NO</td><td>INSUFICIENTE</td><td>BUENO</td><td>No se registra</td><td>NO</td></tr>
<tr><td rowspan="3">2018</td><td>PROYECTO A *</td><td>SI</td><td>–</td><td>–</td><td>–</td><td>–</td></tr>
<tr><td>PROYECTO A **</td><td>NO</td><td>ACEPTABLE</td><td>MUY DEGRADADO</td><td>TRAFO MD 500/220 kV
LT 220 kV MD-IRY
LT 220 kV MD-ACY</td><td>SI (1067 MW)</td></tr>
<tr><td>PROYECTO B</td><td>NO</td><td>INSUFICIENTE</td><td>DEGRADADO</td><td>TRAFO MD 500/220 kV
LT 220 kV MD-IRY
LT 220 kV MD-ACY</td><td>NO ***</td></tr>
<tr><td rowspan="2">2020</td><td>PROYECTO A</td><td>NO</td><td>ACEPTABLE</td><td>MUY DEGRADADO</td><td>No se registra</td><td>SI (1553 MW)</td></tr>
<tr><td>PROYECTO B</td><td>NO</td><td>INSUFICIENTE</td><td>MUY DEGRADADO</td><td>LT 220 kV MD-IRY</td><td>SI (1142 MW)</td></tr>
</table>

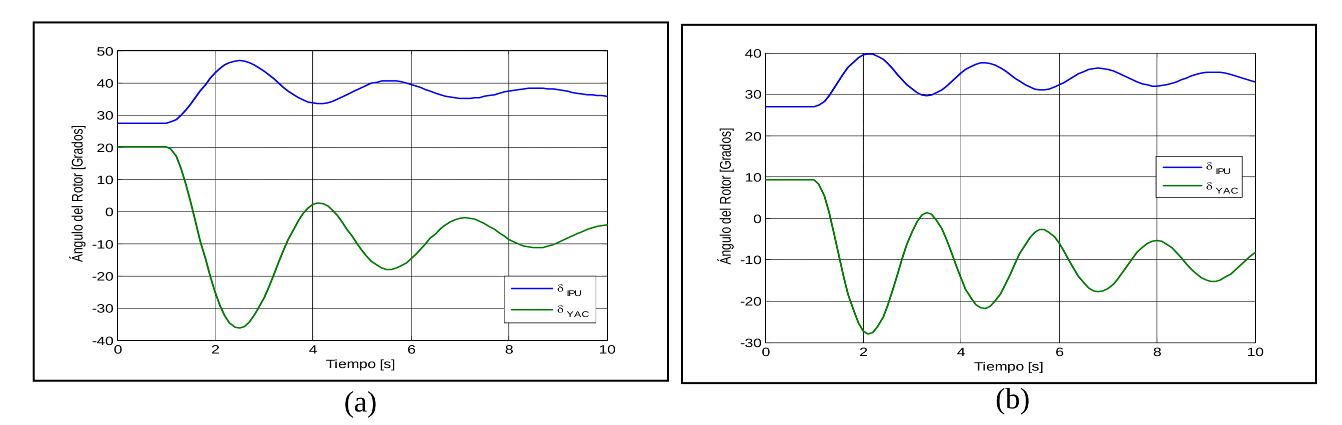
* Despacho inicial desde Yacyretá de 450 MW.
** Redespacho a 500 MW desde Yacyretá, posterior a la perturbación.
*** Con un redespacho desde Yacyretá se consigue atender toda la demanda del SIN.

De manera ilustrativa, en las Fig. 3 y 4, se exhiben las respuestas dinámicas, referentes al año 2016, de los ángulos internos de los rotores de los generadores de Itaipú y Yacyretá, con y sin los PSS, para ambos proyectos analizados.



(a) (b)

Fig. 3 – Ángulos internos de los rotores de Itaipú y Yacyretá, con los PSS activados.
Año 2016. (a) Proyecto A. (b) Proyecto B.



(a) (b)

Fig. 4 – Ángulos internos de los rotores de Itaipú y Yacyretá con los PSS desconectados.
Año 2016. (a) Proyecto A. (b) Proyecto B.

6 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se ha verificado el efecto positivo de la compensación serie en aumentar la capacidad de transmisión de la LI 500 kV MD-VHA, permitiendo alcanzar su capacidad nominal y maximizando la utilización de la infraestructura existente. En el caso específico analizado, se ha verificado que la compensación serie de la LI 500 kV Margen Derecha-Villa Hayes permitiría atender la demanda proyectada del sistema hasta el año 2020 sin la incorporación de la LT 500 kV Ayolas-Villa Hayes, posibilitando con esto tener capacidad suficiente de transmisión ante posibles retrasos en la construcción de ésta última, o inclusive una postergación en su incorporación. Estos resultados se desprenden a partir del análisis del desempeño del sistema eléctrico, tanto desde el punto de vista de estado permanente como dinámico.

Se demostró además, que la ubicación más conveniente del banco de capacitores serie para la mencionada línea de transmisión sería la Subestación Villa Hayes, con un grado de compensación de 70%.

A partir de esto, se deberá realizar un análisis de la conveniencia económica que esto implica, ya que si bien permite postergar inversiones, se tendría un sistema con mayores pérdidas y menor redundancia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] - Hingorani, Narain G. and Gyugyi, Laszio. "Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems", IEEE, 2000.

[2] - Duan, Zhi; Bao, Hai and Shen, Hong. "Impacts of TCSC and FSC on the Power-angle", Trans Tech Publications, Switzerland, pp 1484 – 1488, 2013.

[3] - Itaipú Binacional. "Características Eléctricas Básicas de la línea LT 500 kV SE MD – SE VILLA HAYES", N° 6693-10-G0106-E R0.

[4] - PSAT. Sitio web oficial: http://faraday1.ucd.ie/psat.html.

[5] - Plan Maestro de Generación y Transmisión, Periodo: 2012 – 2021, ANDE

[6] - García, Zaid; González, José and Boza, Juan. "Aplication of sucessive power flows with constant jacobian to obtain the point of voltaje collapse. Test with IEEE – 14 bus", pp 43 – 55, 2011.